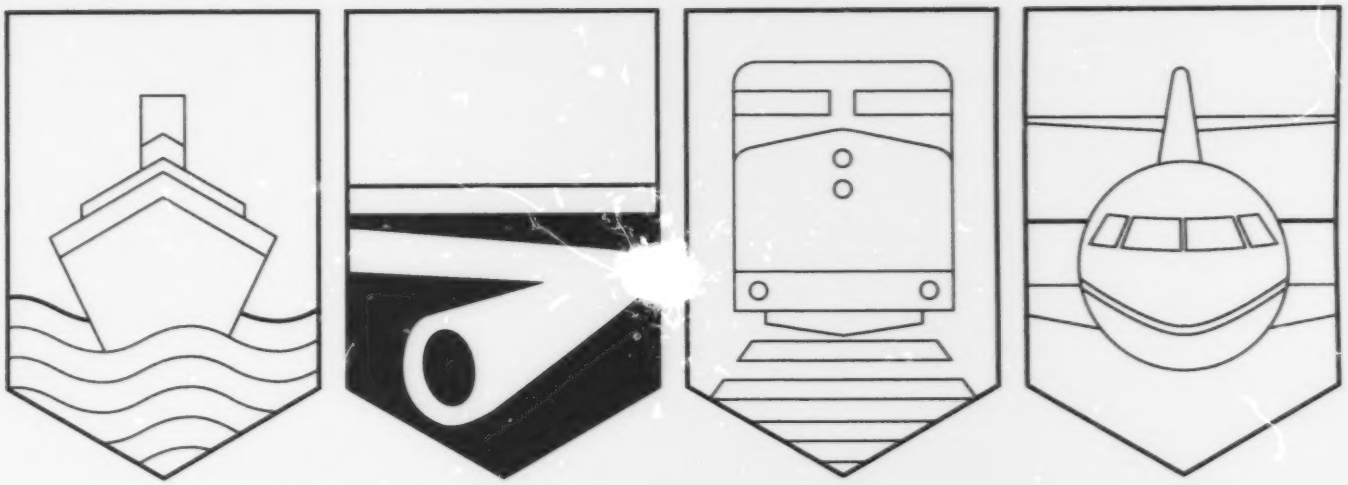
Transportation Safety Board of Canada

Bureau de la sécurité des transports du Canada



# COMMODITY PIPELINE OCCURRENCE REPORT

## PETROLEUM TRANSMISSION COMPANY
## KILOMETRE POST 933
## WINNIPEG, MANITOBA
## 0600 CDT, 29 SEPTEMBER 1990

## REPORT NUMBER P90H0929

Canada

93-01443/

Transportation Safety Board of Canada

Bureau de la sécurité des transports du Canada

The Transportation Safety Board of Canada (TSB) investigated this occurrence for the purpose of advancing transportation safety. It is not the function of the Board to assign fault or determine civil or criminal liability.

# Commodity Pipeline Occurrence Report

## Petroleum Transmission Company
## Kilometre Post 933
## Winnipeg, Manitoba
## 0600 CDT, 29 September 1990

## Report Number P90H0929
## File Number 2100-P90H0929

*Synopsis*

High-pressure liquid propane was vented into the atmosphere from the Petroleum Transmission Company Winnipeg Terminal Inlet Meter Station. Once released, the propane vaporized and formed a cloud. A northwest wind, estimated to be about 15 kilometres per hour, caused the propane cloud to mix with naturally occurring fog and to be carried out towards and past Highway 100, which is located approximately 125 metres from the terminal. The propane cloud travelled almost 400 metres across relatively flat land with small ditches and vegetation. It did not ignite. Twenty minutes after the release, a four-vehicle accident occurred on Highway 100, adjacent to the terminal. One of the vehicles involved was a tanker truck containing gasoline. One person was injured and required hospitalization; several others received some minor scrapes and bruises.

The Transportation Safety Board of Canada determined that the cause of this occurrence was a plugged Nupro, model 4TF4, 15-micron filter located on the pilot supply line to a two-inch Fisher, model 404, pressure breakdown control valve. A primary contributing factor to the four-vehicle accident on Highway 100 was the presence of vaporized propane which, when mixed with naturally occurring fog, resulted in reduced driver visibility.

09 September 1992

Ce rapport est également disponible en français.

# *Table of Contents*

Page

1.0 Factual Information ..... 1

1.1 The Accident ..... 1
1.2 Injuries ..... 2
1.3 Damage to Commodity Pipeline Equipment ..... 2
1.4 Damage to Motor Vehicles on Highway 100 ..... 2
1.5 Commodity Pipeline Operations ..... 3
1.6 Particulars of Pipeline ..... 3
1.7 Particulars of the Winnipeg Terminal ..... 4
1.8 Particulars of PTC's System Control and Data Acquisition and Leak Detection Network ..... 5
1.9 The Weather ..... 6
1.10 Recorder Information ..... 6
1.11 Potential for a Hazardous Situation ..... 7

2.0 Analysis ..... 9

2.1 Consideration of the Facts ..... 9

3.0 Conclusions ..... 11

3.1 Findings ..... 11
3.2 Cause ..... 11

4.0 Safety Action ..... 13

4.1 Action Taken ..... 13
4.2 Action Required ..... 13
4.2.1 Operational Audit ..... 13

# 1.0 Factual Information

## 1.1 The Accident

Between 2130 central daylight time (CDT) on 21 September 1990 and 0500 CDT on 22 September 1990, Petroleum Transmission Company (PTC) carried out an industry-wide accepted procedure of cleaning the interior of its pipeline system solely to prepare for an internal inspection of the pipeline by an "intelligent pig". This cleaning operation consisted of running internal cleaning devices inside the pipeline while it was in full operation. As a result of these activities, a lot of sediment was collected in the various filters in the pipeline system. This situation required PTC to change main line filters every four hours.

It was reported that, on Saturday, 29 September 1990, at approximately 0600 CDT, a pressure regulator at the PTC Winnipeg Terminal Inlet Meter Station, failed to control pressure to the filter/meter area of the pipeline. This caused two pressure relief valves, each set at 450 pounds per square inch gauge (psig), to open and vent liquid propane which vaporized into the atmosphere and produced a propane-rich vapour cloud.

A northwest wind, estimated by PTC to be about 15 kilometres per hour (km/h), caused the propane vapour cloud to be mixed with naturally occurring fog and to be carried toward and past Highway 100, which is located approximately 125 metres from the PTC Terminal. The developing propane cloud did not ignite. PTC estimated that the propane cloud travelled almost 400 metres across relatively flat land with small ditches and at-grade vegetation.

At approximately 0620 CDT, about 20 minutes after the propane release, a four-vehicle accident occurred on Highway 100 adjacent to the PTC Terminal. One of the vehicles involved was a tanker truck containing gasoline.

A Royal Canadian Mounted Police (RCMP) constable with the Headingley, Manitoba Detachment was driving to work on Highway 100 when he came upon the scene of the four-vehicle accident shortly after it had occurred. Although the propane vapour cloud had probably reached Highway 100 before the time of the vehicle accident, the RCMP constable did not know that there had been a leak at the PTC Terminal adjacent to the vehicle accident site. The RCMP constable stated that he had driven through several bands of naturally occurring fog before reaching the accident site. However, he noted that the fog seemed to be considerably thicker in the vicinity of the accident.

He had also noticed a faint propane odour; however, this was not considered unusual as he had detected such odours at that location on numerous occasions in the past. Since pipeline propane is un-odorized, the faint propane odour would indicate the presence of small amounts of odorized propane released during the

normal operation of the nearby truck and railway car propane loading facilities.

After ensuring that the vehicle accident site was under control, the RCMP constable continued on to his work station, arriving at approximately 0645 CDT. Upon his arrival, he learned of the propane leak at the PTC Terminal. The leak had been reported to the Winnipeg RCMP Headquarters by a passing motorist. The RCMP Headquarters had contacted an employee of Petro-Canada Lubricants Distribution to advise him of the reported propane leak. The Petro-Canada employee informed the RCMP that such a leak could be extremely dangerous. In turn, this employee informed PTC security in Calgary.

At approximately 0700 CDT, a pipeliner employed by PTC arrived at the Winnipeg terminal. Amongst other duties at this time, the PTC pipeliner ensured that the pressure safety valves at the Winnipeg terminal had reset.

At approximately 0715 CDT, the RCMP constable informed the Headingley RCMP Staff Sergeant of the hazards associated with this type of leak and the potential for an explosion.

At 0725 CDT, the PTC Eastern Area Coordinator and another PTC employee arrived at the Winnipeg terminal. They immediately requested that PTC's Empress, Alberta terminal shut down the pipeline.

At about 0750 CDT, the RCMP constable returned to the site of the accident. He discussed the potential hazards of the propane leak with PTC's Eastern Area Coordinator and an official with the Manitoba Environmental Services (MES). The MES official informed the RCMP constable that the propane cloud had dissipated and that the emergency situation no longer existed.

Also attending the accident scene were fire-fighting vehicles from the Winnipeg Fire Department, Fort Rouge Area, and the Rural Municipality of MacDonald Fire Department.

## *1.2 Injuries*

There were no injuries to PTC employees, since the terminal was unmanned at the time. As a result of the highway accident, one person was injured and required hospitalization and others received some minor scrapes and bruises.

## *1.3 Damage to Commodity Pipeline Equipment*

There was no damage to the commodity pipeline and associated equipment at the Winnipeg terminal.

## *1.4 Damage to Motor Vehicles on Highway 100*

Concurrent with the events at the PTC Winnipeg terminal, a westbound pick-up

truck on Highway 100 slowed down to five km/h because of the presence of a dense fog adjacent to PTC's Winnipeg terminal and was rear-ended by a motor vehicle. Both vehicles sustained minor damage.

A tanker truck carrying gasoline, while attempting to prevent hitting the first two damaged vehicles, came to a stop diagonally across the two westbound lanes of Highway 100. The tanker truck was subsequently rear-ended by a passenger vehicle which sustained extensive damage.

## 1.5 *Commodity Pipeline Operations*

For the period preceding this occurrence, PTC had been moving approximately 100 cubic metres per hour ($m^3$/hr) from Empress, eastward to Regina, Saskatchewan, with deliveries of 20 $m^3$/hr first to Regina and then to Rapid City, Manitoba. Several days before, PTC had been running an internal cleaning operation of its pipeline system. This internal cleaning had been performed to prepare for an internal inspection of the pipeline.

From 2000 CDT on 28 September to 0710 CDT on 29 September 1990, the time just before the pipeline was shut down because of the propane vapour cloud, it was noted that line pressure from Regina to Winnipeg was low. PTC had initiated operational procedures during this period to correct this low-pressure situation.

At 0400 CDT on 29 September 1990, PTC stopped delivering 20 $m^3$/hr of propane to Regina and commenced delivering 20 $m^3$/hr to Rapid City. At this time, deliveries to Winnipeg were still in the range of 80 $m^3$/hr. Winnipeg was placed on remote control and the operator at this location left.

At 0500 CDT, deliveries to Rapid City were increased to 30 $m^3$/hr from 20 $m^3$/hr. Flow at this time into Winnipeg was 65 $m^3$/hr.

At 0710 CDT, deliveries to Rapid City were reduced to 20 $m^3$/hr. Since the storage tanks at this location were close to being full, Winnipeg deliveries were brought back up to 90 $m^3$/hr from 60 $m^3$/hr. PTC moved the Winnipeg control valve to the full-open position in order to lower the delivery pressure into the Winnipeg terminal to a minimum of 1,800 kilopascals (kPa).

At 0720 CDT, deliveries to Rapid City were completed and the delivery line to Rapid City was blocked in.

At 0725 CDT, Winnipeg requested that the station be shut down as a precautionary measure because of the report of a large propane cloud apparently blowing across Highway 100.

## 1.6 *Particulars of Pipeline*

PTC is a wholly owned subsidiary of Petro-Canada. In 1955, PTC was incorporated by a Special Act of the

Parliament of Canada. The National Energy Board (NEB) issued a Certificate of Public Convenience and Necessity, No. GC-19 on 19 July 1962 to PTC for the transmission of propane and butane in liquid form from Petro-Canada's Empress gas processing plant to their sales terminals along the pipeline at Stewart Valley, Moose Jaw, Richardson, Regina and Grenfell in the province of Saskatchewan, and at Rapid City and Winnipeg in the province of Manitoba. The pipeline generally follows the existing TransCanada Pipelines Ltd. route from the Alberta-Saskatchewan border to the final delivery point at Winnipeg.

The main line is 933 kilometres (km) in length with an additional 8.6 km spur line from Regina to Procor's below-ground storage caverns, also located in the Regina area. This 8.6 km spur line permits the movement of product to and from Procor's caverns. The pipeline was built by Banister Construction Co. Ltd. during 1963.

All pipe used in the pipeline has an outside diameter of 168.6 millimetres (mm) (6.625 inches) and was fabricated to the pipe requirements of the American Petroleum Institute Standard 5LX-42, Electric Resistance Welded except at crossings and in pump stations where the pipe is American Society for Testing and Materials (ASTM) A 53, Grade B.

On 07 May 1964, the NEB granted Leave to Open, under Order No. GPLO-15-2-64, at a Maximum Allowable Operating Pressure of 9,928 kPa (1,440 psi).

## *1.7 Particulars of the Winnipeg Terminal*

The Winnipeg terminal was originally built in 1963 at the same time as PTC's main line and is the only terminal on the PTC pipeline system which utilizes this design. The stated intent of this facility is liquid inlet pressure control, metering and filtering of the products received at Winnipeg.

Amongst other pieces of equipment and pipe, there is an in-line filter, with a pressure safety valve (PSV) size one-inch, Type 1970-C2, used for fire relief, which has been set to relieve at 3,035 kPa (450 psig) and is rated for a maximum liquid volume release capacity of 34.3 $m^3$/hr. There is a meter which records flow into Winnipeg with a one-inch, Type 1975-C3, PSV designed for thermal release at 3,035 kPa (450 psig) and a maximum liquid volume release of 16.9 $m^3$/hr. Pressure from the pipeline is controlled and reduced by a two-inch Fisher, model 404, pressure breakdown control valve. Mounted on the two-inch Fisher, model 404, pressure breakdown valve is a small diameter pilot supply line which senses changes of pressure in the terminal facilities resulting in changes in the diameter of opening of the two-inch Fisher valve. A Nupro, model 4TF4,

15-micron filter is mounted on the pilot supply line to ensure that no impurities plug the supply line to the two-inch Fisher valve. Unlike other filters on the main line pipeline that would require replacement because of sediment buildup, the Nupro, model 4TF4, 15-micron filter would see no product flow and would not normally be replaced.

The Winnipeg terminal is not outfitted with an automatic flaring device which would automatically flare any hydrocarbons released from the pressure release valves installed.

## *1.8 Particulars of PTC's System Control and Data Acquisition and Leak Detection Network*

Following a commodity pipeline occurrence in 1981, PTC upgraded their pipeline system. In 1983, PTC spent an additional $1 million, which included the installation of computers and a System Control and Data Acquisition (SCADA) network.

The PTC pipeline controller (PLC), located at Empress, has the ability to control all pipeline activities through the SCADA telecommunications network as well as to receive data inputs from it. In general, the PLC has the ability through the SCADA system to operate remotely:

1. The start and stop of main line pumps at all pump stations.

2. The opening or closing of all main line block valves outfitted with remote operators.

3. The opening and closing of all pump suction and pump discharge valves to either the main line or to a cavern/tank fill line, where appropriate.

4. The shutting down of any or all pumps through interlocks which have been built into the SCADA system if the pre-authorized station discharge pressure is exceeded for more than five minutes.

On a continuous basis during pipeline operations, the PLC receives, stores and visually reviews the following analog signals for the complete pipeline system:

1. station suction pressure;
2. pump discharge pressure;
3. station discharge pressure;
4. station flow rate; and
5. station temperature.

In addition, the PLC receives, stores and visually reviews the operational status of the digital signals for the complete pipeline system for the following:

1. pump suction and discharge valves (open or closed position);

2. main line pumps (running or off main line);

3. electrical power supply;

4. mechanical faults caused by vibration or pump seal failure;

5. electrical faults as well as motor stator temperature;

6. the initiation of an emergency shutdown at a station;

7. the shutdown of a station because of a pressure switch on pump suction, on pump discharge, and/or on station discharge;

8. the station control panel setting (local or remote control);

9. the product density at the station for propane, n-butane or iso-butane; and

10. main line block valve (open or closed position).

The SCADA system has been designed to permit continual scanning of all of the analog and digital input points of the system every 10 seconds. Scanned information is then collected and fed into a leak detection analysis software package so as to be able to identify any potential or actual leak situations. Should the leak detection system identify a potentially hazardous situation, this information, together with the potential leak location, is then flashed across the Empress PLC's control screen to alert the controller to initiate appropriate action. Simultaneous with this notification, a computer copy, together with the exact time of notification, is stored and a paper record is printed on the control-room printer.

## *1.9 The Weather*

According to Environment Canada, located at the Winnipeg International Airport, approximately 17 km from the PTC Winnipeg terminal, on 19 September 1990, there was virtually no wind between 0600 and 0800 CDT at the airport. The fog rolled in at about 0600 CDT, reducing visibility to three km. There was no precipitation during the day. The temperature between 0300 and 0800 CDT varied between one and minus two degrees Celsius. Some frost was reported in the morning.

It should be noted that the PTC Eastern Area Coordinator estimated, by visual observation of a wind sock located at the PTC Terminal, that a wind of approximately 15 km/h was blowing from the northwest during the time period when the propane was leaking.

## *1.10 Recorder Information*

In addition to the SCADA information collected by the Empress PLC, each pump and meter station is equipped to record pipeline conditions onto strip chart recording equipment. The following information is recorded:

1. station suction pressure;
2. station discharge pressure;
3. station flow rate; and
4. product density.

A review of the strip charts from the Winnipeg terminal illustrates that, at 0603 CDT, the two pressure safety valves at the terminal opened and allowed liquid propane to escape into the environment. At 0638 CDT, the two PSVs at the terminal reset themselves after having remained open for 35 minutes. One PSV is rated to release 34.3 $m^3$/hr, the other PVS is rated to release 16.9 $m^3$/hr of propane, for a combined total propane release of 51.2 $m^3$/hr. These release-rate volumes assume a conservative 25 per cent overpressure of the PSVs. From 0603 to 0638 CDT, the volume of liquid propane released to the environment by the two PSVs is conservatively estimated to be 29.9 $m^3$ (29,900 litres).

## *1.11 Potential for a Hazardous Situation*

The release of liquid propane, which vaporizes and produces frost and a cloud, has many hazards associated with it.

It has been estimated by PTC, from a review of strip charts for the Winnipeg terminal, that 29.9 $m^3$ (29,900 litres) of liquid propane was lost from the pipeline during the period in question. Because the terminal was not equipped with a permanently installed automatic flaring device for all hydrocarbon releases from the pressure release valve, this volume of liquid propane then vaporized. Once released, liquid propane will expand to fill a space of air 274 times greater than its initial volume. While expanding to fill this air space, liquid propane will draw heat out of the environment in order to drive the vaporization process. The net effect of this heat removal is that moisture in the air crystallizes to produce a dense fog, rich in propane. This propane-vapour fog was mixed with the prevailing air and fog which was being driven by a breeze estimated by PTC to be about 15 km/h.

Propane vapours are heavier than air. The vapours will mix with air to form an explosive mixture in concentrations of 2.2 to 9.2 per cent by volume. The ensuing vapour cloud may be ignited by heat, sparks or flames. The vapours may travel over long distances, pushed by prevailing winds, to a source of ignition. Once ignited, the vapour cloud will flash back to the source of the propane. PTC officials stated that the ensuing cloud moved 400 metres southeast of PTC's Terminal and across Highway 100. It was noted that evidence of this movement could be seen in the form of frost on the metal mesh security fence surrounding the occurrence site as well as on the ground leading away from the occurrence site in the direction of Highway 100.

Immediately adjacent to the PTC Terminal are Petro-Canada's storage facilities. Petro-Canada's facilities include above-ground storage tanks with a maximum storage capacity of 2,600 $m^3$

(2,600,000 litres) of liquid propane and liquid butane. Petro-Canada's facilities have been designed to accommodate both tanker truck and railway car loadings of propane and butane. Immediately southeast of PTC's Terminal and approximately one km away, Inter City Gas (ICG) has a 45,460,000 litres (10,000,000 gallons) above-ground liquid propane storage tank which receives its liquid propane from PTC. Directly in front of ICG's storage tanks are various chemical and petrochemical establishments such as a seed cleaning business and a bulk fuel plant.

# 2.0 *Analysis*

## 2.1 *Consideration of the Facts*

Of direct interest in this investigation is the pressure safety valve (PSV), serial number CL2560, mounted on the main filter as well as another PSV, serial number 76C2570, located downstream of the meter. At the time of the occurrence, both PSVs opened and allowed liquid propane to escape and vaporize. The source of the problem was the failure of the two-inch Fisher, model 404, pressure breakdown control valve. This problem arose when a Nupro, model 4TF4, 15-micron filter plugged off and restricted flow to the pilot supply line. When this situation of plugging occurs, the pressure control valve will go to the full-open position and permit full line pressure of 3,500 kPa (508 psi) into the pressure reduction system.

The source of the problem has been identified as product sediment that had been present in the flowing product. For the period preceding this occurrence, PTC had been performing an internal cleaning operation solely to prepare for an internal inspection of the pipeline by an electronic device. In order to internally clean the pipeline, PTC had launched an internal cleaning device which effectively scraped off the sediment buildup on the inside pipe walls. Once removed, the sediment is then pushed forward by the combined movement of the product flow and the internal cleaning device. Since the amount of sediment was greater than normal, PTC was required to change certain main line filters every four hours.

This product sediment, built up over several years of operation, was also captured by the Nupro, model 4TF4, 15-micron filter on the pilot supply line to the two-inch Fisher, model 404, pressure breakdown control valve. Since the Nupro, model 4TF4, 15-micron filter, does not see any product flow, it was not changed out every four hours as the other main line filters.

PTC's Eastern Area Coordinator estimated, from a review of the strip charts which record pipeline activities, that the two valves opened at 0603 CDT. The effect of this opening was to reduce pipeline flow to the station from 64 to 58 $m^3$/hr. The valves reset themselves at 0638 CDT, which meant they had been open for 35 minutes and resulted in a liquid propane loss of about 29.9 $m^3$.

However, the PSVs involved in this occurrence were set to release at 3,034 kPa with maximum release rates of 16.9 $m^3$/hr for one of the PVSs and 34.3 $m^3$/hr for the other. Given that both of the PSVs were exposed to the full line pressure of 3,500 kPa, they would have been fully open for the 35 minutes reported. In this case, a volume of propane substantially greater than the 29.9 $m^3$ estimated to have been lost could have escaped through the two PSVs. In this extreme situation, approximately 51.2 $m^3$ could have been lost.

Once the liquid propane was released from the Winnipeg terminal, it vaporized into a gaseous cloud that was heavier than air. Because of prevailing northwest winds of 15 km/h, an ambient outside temperature of zero degrees Celsius and naturally occurring fog, the propane was pushed in a southeast direction and mixed with the naturally occurring fog. Evidence of this movement could be seen at the occurrence site in the form of frost on the metal mesh security fence around the PTC Terminal and on the ground. The resulting southeast moving cloud drifted in the direction of Highway 100.

The evidence illustrates that at least 29.9 $m^3$ of propane was released. It is highly likely that a volume of propane greater than 29.9 $m^3$ could have been released based on the design of the Winnipeg terminal, the rated specifications for the equipment at the terminal, and the operating conditions preceding this occurrence. The resulting propane cloud and the resulting potentially hazardous situation could have been averted if PTC had in place a flaring system which has not been mandated by the NEB Onshore Pipeline Regulations. The existence of a flaring system connected to all venting devices at the Winnipeg terminal would have permitted the safe burning of the vaporizing propane. The net effect would have been to limit the occurrence to an over-pressuring situation without the associated hazards of a release of propane to atmosphere.

The investigation also highlighted the fact that, while this occurrence was unfolding in Winnipeg, the PLC located at Empress was not fully aware that an occurrence was taking place. This situation could have been averted if PTC had in place alarms which would indicate to the PLC at Empress that the pressure at the terminal had approached a critical level on the downstream side of the two-inch Fisher, model 404, pressure breakdown control valve and that propane was about to be released.

# 3.0 Conclusions

## 3.1 Findings

1. Pipeline sediment from internal cleaning operations plugged a Nupro, model 4TF4, 15-micron filter installed on the pilot supply line to the Winnipeg terminal two-inch Fisher, model 404, pressure breakdown control valve.

2. The plugged filter allowed the pressure breakdown control valve to start moving to a full-open position.

3. This valve movement in turn permitted full delivery pressure from the pipeline to move into the Winnipeg terminal.

4. As a result, liquid propane was released through pressure relief devices installed at the Winnipeg terminal.

5. Once released, the 29.9 $m^3$ of liquid propane vaporized, mixed with naturally occurring fog and moved south-eastward, because of prevailing winds, about 400 metres across Highway 100 before dissipating into the environment.

6. Concurrent with the propane release, there was a four-vehicle accident on Highway 100 of which one of the vehicles was a tanker truck transporting gasoline.

7. That accident would not likely have taken place but for the existence of the propane fog cloud which had mixed with the prevailing fog to produce a denser fog and impaired visibility.

8. The National Energy Board has no regulation in place requiring the connection of all pressure relieving devices to a flaring system.

9. The release of propane could have been averted if PTC had in place alarms that would indicate to the PLC at Empress that the pressure at the Winnipeg terminal had approached a critical level on the downstream side of the two-inch Fisher, model 404, pressure breakdown control valve.

## 3.2 Cause

The cause of this occurrence was a plugged Nupro, model 4TF4, 15-micron filter located on the pilot supply line to a two-inch Fisher, model 404, pressure breakdown control valve. A primary contributing factor to the four-vehicle accident on Highway 100 was the presence of vaporized propane which, when mixed with naturally occurring fog, resulted in reduced driver visibility.

# 4.0 *Safety Action*

## 4.1 *Action Taken*

As a result of a previous accident at Camrose, Alberta, in 1985, the Petroleum Transmission Company (PTC) made plans to modernize its control and leak detection systems. Additionally, at the time of this occurrence, PTC had plans to replace the Winnipeg terminal in the early fall of 1990. The inadvertent release of propane on 29 September 1990 gave urgency to the company's plans.

Subsequently, in late 1990, PTC spent $1 million upgrading its computer system, its System Control and Data Acquisition features, and its field remote terminal units. These units are used to collect field data at definable locations on the pipeline system as part of an ongoing program. The communications system for this new network utilizes modems for communication between computers and is designed to shut down the pipeline system in the event of a communication failure with the host computer.

PTC has also installed a new-and-improved leak detection system which consists of a new software program, more pipeline pressure monitoring points, more pipeline temperature monitoring points, better flow meters, and additional remote terminal units for remote-operated valve sites.

Any over-pressure situations at the Winnipeg terminal will automatically shut down that portion of the pipeline system and, at the same time, advise the System Control Centre in Empress so that appropriate action can be taken.

## 4.2 *Action Required*

### 4.2.1 *Operational Audit*

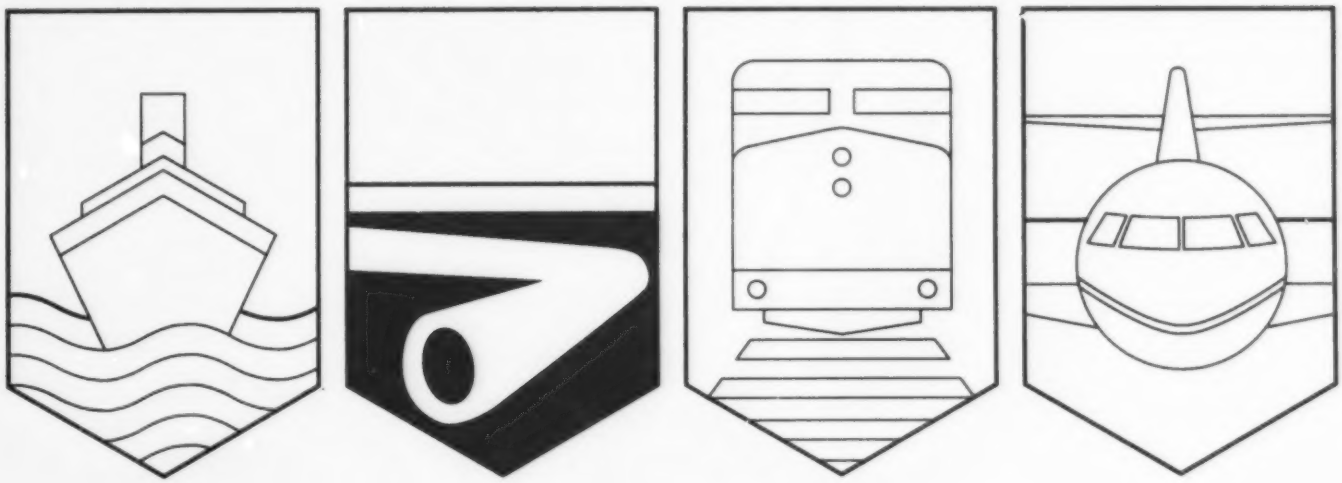
Although PTC has taken positive action to prevent recurrence, it is understood that other Canadian pipeline companies are operating system configurations without such protective measures as automatic leak detection and control systems. Furthermore, without flaring devices, any leak could lead to an uncontrolled release to the environment until the system is eventually shut down. Since filter contamination could lead to an abnormal pressure buildup and a significant undetected leak, the TSB recommends that:

> The National Energy Board conduct an operational audit of pipelines under its jurisdiction with a view to ensuring that configurations similar to that of the Winnipeg terminal include adequate safety systems to protect against abnormal pressure buildups and leaks.
>
> P92-04

*This report concludes the Transportation Safety Board's investigation into this occurrence. Consequently, the Board, consisting of Chairperson, John W. Stants, and members Gerald E. Bennett, Zita Brunet, the Hon. Wilfred R. DuPont and Hugh MacNeil, has authorized the release of this report.*

Bureau de la sécurité des transports du Canada

Transportation Safety Board of Canada



# RAPPORT D'ENQUÊTE SUR ACCIDENT DE PRODUCTODUC

## PETROLEUM TRANSMISSION COMPANY
## POTEAU KILOMÉTRIQUE 933
## WINNIPEG (MANITOBA)
## 6 H HAC, LE 29 SEPTEMBRE 1990

## RAPPORT NUMÉRO P90H0929

Canada

Bureau de la sécurité des transports du Canada

Transportation Safety Board of Canada

Le Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST) a enquêté sur cet accident dans le seul but de promouvoir la sécurité des transports. Le Bureau n'est pas habilité à attribuer ni à déterminer les responsabilités civiles ou pénales.

# Rapport d'enquête sur accident de productoduc

## Petroleum Transmission Company
## Poteau kilométrique 933
## Winnipeg (Manitoba)
## 6 h HAC, le 29 septembre 1990

Rapport numéro P90H0929
Dossier numéro 2100-P90H0929

*Résumé*

Du propane liquide à haute pression s'est échappé dans l'atmosphère à l'admission de la station de comptage du terminal de Winnipeg de la Petroleum Transmission Company. Dès qu'il s'est échappé, le propane s'est vaporisé et a formé un nuage. Sous l'action d'un vent du nord-ouest, dont la vitesse a été estimée à 15 kilomètres/heure, le nuage de propane s'est mélangé à un brouillard d'origine naturelle et a dérivé en direction et au delà de la route 100, située à environ 125 mètres du terminal. Le nuage a parcouru, sans s'enflammer, près de 400 mètres au-dessus d'un terrain relativement plat traversé de petits fossés et recouvert de végétation. Une vingtaine de minutes plus tard, un accident auquel ont été mêlés quatre véhicules, dont un camion-citerne chargé d'essence, s'est produit sur la route 100 près du terminal. Une personne a été blessée dans l'accident et a dû être hospitalisée, et plusieurs autres ont subi des égratignures et des meurtrissures sans gravité.

Le Bureau de la sécurité des transports du Canada a déterminé que l'événement est attribuable au fait que des impuretés ont obstrué un filtre Nupro, modèle 4TF4, de 15 microns, placé dans la conduite-pilote d'alimentation d'un détendeur Fisher de deux pouces, modèle 404. La présence de vapeurs de propane dans le brouillard naturel qui recouvrait les lieux de l'accident auquel ont été mêlés quatre véhicules sur la route 100 a nui à la visibilité des conducteurs et a été l'un des principaux facteurs à l'origine de cet accident de la route.

9 septembre 1992

This report is also available in English.

# *Table des matières*

Page

1.0 Renseignements de base ..... 1

1.1 L'accident ..... 1
1.2 Victimes ..... 2
1.3 Dommage au productoduc ..... 2
1.4 Dommages aux véhicules sur la route 100 ..... 3
1.5 Exploitation du productoduc ..... 3
1.6 Particularités du productoduc ..... 4
1.7 Particularités du terminal de Winnipeg ..... 4
1.8 Particularités du réseau de contrôle du système et d'acquisition des données et de détection des fuites de la PTC ..... 5
1.9 Conditions météorologiques ..... 7
1.10 Renseignements consignés ..... 7
1.11 Risques possibles ..... 7

2.0 Analyse ..... 9

2.1 Examen des faits ..... 9

3.0 Conclusions ..... 11

3.1 Faits établis ..... 11
3.2 Causes ..... 12

4.0 Mesures de sécurité ..... 14

4.1 Mesures prises ..... 14
4.2 Mesures à prendre ..... 14
4.2.1 Vérification opérationnelle ..... 14

# 1.0 *Renseignements de base*

## 1.1 *L'accident*

Entre 21 h 30, heure avancée du centre (HAC), le 21 septembre 1990 et 5 h HAC le 22 septembre 1990, la Petroleum Transmission Company (PTC) avait procédé à une opération acceptée dans toute l'industrie, qui consistait à nettoyer l'intérieur de son pipeline en prévision d'une inspection interne du pipeline à l'aide d'un «intelligent pig». Il s'agissait de faire passer un appareil de nettoyage à l'intérieur du pipeline pendant que ce dernier fonctionnait. Ces activités ont donné lieu à l'accumulation de dépôts dans les différents filtres du réseau, ce qui obligeait la PTC à remplacer les filtres de la conduite principale toutes les quatre heures.

D'après les rapports reçus, le samedi 29 septembre 1990 vers 6 h HAC, un régulateur de pression à l'admission de la station de comptage du terminal de Winnipeg de la PTC, a cessé de contrôler la pression en amont des installations de filtrage et de comptage du pipeline, ce qui a amené deux soupapes de décharge, dont chacune était réglée à 450 livres au pouce carré de pression manométrique, à s'ouvrir et à laisser échapper du propane liquide qui s'est vaporisé dans l'atmosphère et a formé un nuage de vapeurs, riche en propane.

Un vent du nord-ouest, dont la PTC a estimé la vitesse à environ 15 kilomètres à l'heure (km/h), a fait en sorte que les vapeurs de propane se mélangent à du brouillard d'origine naturelle et soient poussées en direction et au delà de la route 100 qui est située à quelque 125 mètres du terminal de la PTC. Le nuage de propane en formation ne s'est pas enflammé. La PTC a estimé que le nuage s'est déplacé sur une distance de 400 mètres au-dessus d'un terrain relativement plat traversé de petits fossés et recouvert de végétation au ras du sol.

Vers 6 h 20 HAC, soit environ 20 minutes après la fuite de propane, quatre véhicules, dont un camion-citerne chargé d'essence, sont entrés en collision sur la route 100, près du terminal de la PTC.

Ce matin-là, un agent de la Gendarmerie royale du Canada (GRC) affecté au détachement de Headingley (Manitoba) se rendait à son travail en voiture par la route 100, et il est arrivé sur les lieux de l'accident qui venait de se produire. Bien que le nuage de vapeurs de propane ait probablement atteint la route 100 avant que l'accident se produise, l'agent de la GRC ignorait qu'il y avait eu une fuite au terminal de la PTC adjacent au lieu de l'accident. L'agent de la GRC a déclaré qu'il avait traversé plusieurs bancs de brouillard d'origine naturelle avant d'arriver au lieu de l'accident. Toutefois, il a remarqué que le brouillard semblait beaucoup plus épais aux alentours de l'endroit où s'est produit l'accident. Il avait aussi remarqué une vague odeur de propane, mais n'y avait pas prêté attention

puisqu'il avait souvent détecté de telles odeurs à cet endroit par le passé. Puisque le propane de pipeline n'est pas «odorisé», la faible odeur de propane indiquerait que de petites quantités de propane «odorisé» s'étaient échappées lors de l'exploitation normale des stations de propane avoisinantes desservant les camions et wagons.

Après s'être assuré que la situation était entre bonnes mains, l'agent de la GRC a poursuivi sa route et est arrivé à son travail à environ 6 h 45 HAC. À son arrivée, il a appris qu'un automobiliste s'était arrêté au bureau central de la GRC à Winnipeg pour annoncer qu'une fuite de propane s'était produite au terminal de la PTC. Le bureau central de la GRC avait communiqué avec un employé de Petro Canada Lubricants Distribution pour l'aviser qu'une fuite de propane avait été signalée. L'employé de Pétro Canada a alors informé la GRC qu'une telle fuite pouvait être extrêmement dangereuse. Par la suite, l'employé a alerté les services de sécurité de la PTC à Calgary.

À 7 h HAC environ, un préposé aux pipelines à l'emploi de la PTC est arrivé au terminal de Winnipeg. Parmi les diverses tâches qu'il a accomplies à ce stade, l'employé de la PTC s'est assuré que les soupapes de sûreté au terminal de Winnipeg s'étaient refermées d'elles-mêmes.

Vers 7 h 15 HAC, l'agent de la GRC a signalé au sergent d'état-major du détachement de Headingley les dangers liés aux fuites de ce genre, ainsi que les risques d'explosion.

À 7 h 25 HAC, le coordonnateur de la PTC pour la région de l'Est et un autre employé de la PTC sont arrivés au terminal de Winnipeg et ont immédiatement ordonné que le terminal d'Empress (Alberta) de la PTC ferme le pipeline.

Vers 7 h 50 HAC, l'agent de la GRC est revenu sur les lieux de l'accident. Il a discuté des risques liés à la fuite de propane avec le coordonnateur de la PTC pour la région de l'Est et un représentant des services environnementaux du Manitoba (MES). Le représentant des MES a signalé à l'agent de la GRC que le nuage de propane s'était dissipé et que la situation d'urgence était terminée.

Sur les lieux de l'accident, il y avait aussi les véhicules d'incendie du service des incendies de Winnipeg, secteur Fort Rouge, ainsi que le service des incendies de la municipalité rurale de MacDonald.

## *1.2 Victimes*

Aucun employé de la PTC n'a été blessé puisqu'il n'y avait personne au terminal à ce moment. L'accident de la route a fait un blessé grave, qui a dû être hospitalisé, et d'autres personnes n'ont subi que des égratignures et des meurtrissures sans gravité.

## 1.3 *Dommage au productoduc*

Il n'y a pas eu de dommages au productoduc ni à l'équipement connexe du terminal de Winnipeg.

## 1.4 *Dommages aux véhicules sur la route 100*

Suite à l'événement survenu au terminal de Winnipeg de la PTC, le conducteur d'une camionnette circulant en direction ouest sur la route 100 a ralenti à 5 km/h en raison de l'épais brouillard qui flottait à proximité du terminal de la PTC, et son véhicule a été heurté par l'arrière par un autre véhicule. Les deux véhicules ont subi des dommages mineurs.

Un camion-citerne chargé d'essence, dont le conducteur a essayé d'éviter les deux véhicules qui venaient d'entrer en collision, s'est immobilisé en travers des deux voies de la route 100 menant vers l'ouest. Par la suite, le camion-citerne a lui aussi été heurté par l'arrière par un véhicule qui a, par conséquent, été fortement endommagé.

## 1.5 *Exploitation du productoduc*

Pendant la période qui a précédé l'événement, la PTC avait envoyé en direction est environ 100 mètres cubes à l'heure ($m^3/h$) de gaz à partir d'Empress, vers Régina (Saskatchewan), 20 $m^3/h$ étant destinés à Régina, et le reste à Rapid City (Manitoba). Plusieurs jours auparavant, la PTC avait procédé à une opération de nettoyage par l'intérieur de son pipeline en prévision d'une inspection interne des conduites.

Entre 20 h HAC le 28 septembre et 7 h 10 HAC le 29 septembre 1990, soit juste avant que le pipeline soit fermé en raison de la fuite de propane, on a remarqué que la pression de ligne était faible entre Régina et Winnipeg. Pendant cette période, la PTC avait pris des mesures pour corriger cette baisse de pression.

À 4 h HAC le 29 septembre, la PTC a cessé la livraison de 20 $m^3/h$ vers Régina et a commencé la livraison de 20 $m^3/h$ vers Rapid City. À ce moment, les livraisons vers Winnipeg se faisaient toujours au rythme de 80 $m^3/h$. Les livraisons vers Winnipeg ont été réglées pour être commandées à distance, et l'opérateur à cet endroit a quitté son poste.

À 5 h HAC, le débit à destination de Rapid City a été porté de 20 $m^3/h$ à 30 $m^3/h$. À ce moment, le débit vers Winnipeg se faisait au rythme de 65 $m^3/h$.

À 7 h 10 HAC, le débit à destination de Rapid City a été réduit à 20 $m^3/h$. Comme les réservoirs de stockage à cet endroit allaient bientôt être pleins, on a rétabli de 60 $m^3/h$ à 90 $m^3/h$ le débit vers Winnipeg. La PTC a placé la vanne de commande de Winnipeg à la position d'ouverture maximale, de façon à réduire à un minimum de 1 800 kilopascals (kPa) la pression de refoulement vers le terminal de Winnipeg.

À 7 h 20 HAC, les livraisons vers Rapid City ont pris fin et la conduite de refoulement vers Rapid City a été fermée.

À 7 h 25 HAC, Winnipeg a demandé qu'on ferme la station après qu'on eut signalé la présence d'un gros nuage de propane qui semblait dériver au-dessus de la route 100.

## *1.6 Particularités du productoduc*

La PTC est une filiale à part entière de Pétro Canada. En 1955, la PTC a été constituée en société en vertu d'une loi spéciale du Parlement du Canada. Le 19 juillet 1962, l'Office national de l'énergie (ONE) a accordé à la PTC un certificat d'utilité publique, n° GC-19, concernant le transport de propane et de butane liquides entre l'usine de traitement de gaz de Pétro Canada à Empress et les terminaux de vente situés le long du pipeline à Stewart Valley, Moose Jaw, Richardson, Régina et Grenfell en Saskatchewan, et à Rapid City et Winnipeg au Manitoba. En règle générale, le pipeline suit le tracé actuel de la TransCanada Pipelines Ltd. entre la frontière Alberta-Saskatchewan et le point de livraison finale à Winnipeg.

La conduite principale mesure 933 kilomètres (km) de longueur et comprend un embranchement additionnel de 8,6 km entre Régina et les cavités de stockage souterrain de la Procor, situées près de Régina. Cet embranchement de 8,6 km permet d'acheminer du gaz à destination et en provenance des cavités de la Procor. Le pipeline a été construit par la Banister Construction Co. Ltd. en 1963.

Les conduites du pipeline ont toutes un diamètre extérieur de 168,6 millimètres (mm) (6,625 pouces) et satisfont à la norme 5LX-42 de l'American Petroleum Institute, Electric Resistance Welded, sauf aux raccordements et aux stations de pompage, où elles sont des conduites de type A 53, Grade B, satisfaisant aux normes de l'American Society for Testing and Materials (ASTM).

Le 7 mai 1964, l'ONE a donné l'autorisation de mise en service, en vertu de l'ordonnance n° GPLO-15-2-64, à une pression maximale de service de 9 928 kPa (1 440 lb/po$^2$).

## *1.7 Particularités du terminal de Winnipeg*

Le terminal de Winnipeg a été construit en 1963, en même temps que la conduite principale de la PTC, et est le seul terminal du réseau de la PTC qui soit conçu de cette façon. L'installation sert à contrôler la pression à l'admission du produit reçu à Winnipeg, à le compter et à le filtrer.

Au nombre des pièces d'équipement et de conduite, on trouve un filtre en ligne, muni d'une soupape de sûreté d'un pouce, type 1970-C2, contre les incendies, dont la pression de détente est fixée à 3 035 kPa (pression manométrique de 450 lb/po$^2$) et dont le débit de décharge maximal est de 34,3 m$^3$/h de liquide. On trouve aussi un

compteur qui enregistre les quantités livrées à Winnipeg, et qui est muni d'une soupape de sûreté d'un pouce, de type 1975-C3, conçue pour un déclenchement thermique à une pression de 3 035 kPa (pression manométrique de 450 lb/po$^2$) et un débit de décharge maximal de 16,9 m$^3$/h de liquide. La pression en provenance du pipeline est contrôlée et réduite au moyen d'une soupape régulatrice de pression de deux pouces, de type Fisher, modèle 404. Cette soupape est munie d'une conduite-pilote d'alimentation de faible diamètre, qui détecte les changements de pression dans les installations du terminal qui font varier le diamètre de l'ouverture de la soupape Fisher de deux pouces. Un filtre Nupro, modèle 4TF4, de 15 microns, équipe la conduite-pilote d'alimentation et retient les impuretés qui pourraient obstruer la conduite d'alimentation de la soupape Fisher de deux pouces. Contrairement aux autres filtres dans la conduite principale qui doivent être remplacés lors d'une accumulation d'impuretés, le Nupro, modèle 4TF4, de 15 microns, n'est normalement pas remplacé étant donné qu'il ne filtre aucun produit.

Le terminal de Winnipeg ne dispose pas d'une installation automatique de brûlage à la torche assurant la combustion des hydrocarbures qui s'échappent des soupapes de sûreté.

## *1.8 Particularités du réseau de contrôle du système et d'acquisition des données et de détection des fuites de la PTC*

La PTC a apporté des améliorations à son pipeline à la suite d'un événement survenu en 1981. En 1983, la PTC a investi 1 million $ de plus dans l'installation d'ordinateurs et d'un réseau de contrôle du système et d'acquisition des données (SCADA).

Le contrôleur de pipeline de la PTC (PLC), installé à Empress, est capable de contrôler toute l'activité du pipeline, par l'intermédiaire du réseau de télécommunication SCADA, et de recevoir les données transmises par le système. En règle générale, le PLC est capable, par l'intermédiaire du système SCADA, d'effectuer à distance les opérations suivantes :

1. Faire démarrer et arrêter les pompes de la conduite principale à toutes les stations de pompage.

2. Ouvrir et fermer les vannes d'isolement de la conduite principale qui sont munies de commandes à distance.

3. Ouvrir et fermer les vannes d'aspiration et de refoulement reliées à la conduite principale ou à une conduite d'emplissage d'une

cavité ou d'un réservoir, le cas échéant.

4. Arrêter une des pompes ou chacune d'elles au moyen de dispositifs de synchronisation intégrés au système SCADA, lorsque la pression est supérieure à la pression prédéterminée de refoulement pendant plus de cinq minutes.

De façon continue pendant le fonctionnement du pipeline, le PLC reçoit, enregistre et examine les signaux analogiques suivants, pour tout le pipeline :

1. la pression d'aspiration des stations;
2. la pression de refoulement des pompes;
3. la pression de refoulement des stations;
4. le débit des stations;
5. la température des stations.

De plus, le PLC reçoit, enregistre et examine les paramètres de fonctionnement correspondant aux signaux numériques suivants, pour tout le pipeline :

1. les vannes d'aspiration et de refoulement (ouvertes ou fermées);

2. les pompes de la conduite principale (en fonctionnement ou isolées de la conduite principale);

3. l'alimentation en électricité;

4. les pannes mécaniques causées par les vibrations ou le bris des joints étanches des pompes;

5. les pannes d'électricité ainsi que la température du stator des moteurs électriques;

6. le déclenchement d'une fermeture d'urgence dans une station;

7. la fermeture d'une station en raison d'un interrupteur de pression d'aspiration ou de refoulement des pompes ou de la pression de refoulement d'une station, ou les deux;

8. le réglage des tableaux de commande d'une station (commande sur place ou à distance);

9. la densité du propane, du n-butane ou de l'isobutane à la station;

10. la position de la vanne d'isolement de la conduite principale (ouverte ou fermée).

Le système SCADA est conçu de façon à vérifier en continu des points de transmission de données analogiques et numériques, et ce toutes les 10 secondes. Les données sont ensuite recueillies et entrées dans un logiciel d'analyse et de détection des fuites, lequel est capable de déceler les fuites éventuelles ou réelles. Si le système détecte une situation susceptible d'être dangereuse, il fait apparaître

l'information, ainsi que l'emplacement de la fuite éventuelle, sur l'écran de contrôle du PLC à Empress, de façon à alerter le contrôleur qui prendra les mesures voulues. Simultanément, les renseignements, ainsi que l'heure exacte de l'alerte, sont enregistrés par l'ordinateur, et l'imprimante de la salle de contrôle produit une copie papier des renseignements pertinents.

## *1.9 Conditions météorologiques*

D'après Environnement Canada, dont les bureaux sont situés à l'aéroport international de Winnipeg, à quelque 17 km du terminal de Winnipeg de la PTC, il n'y avait pratiquement pas de vent entre 6 h HAC et 8 h HAC le 19 septembre 1990. Le brouillard s'est installé vers 6 h HAC, réduisant la visibilité à 3 km. Il n'y a eu aucune précipitation au cours de la journée. Entre 3 h HAC et 8 h HAC, la température a varié entre un et moins deux degrés Celcius. On a signalé un peu de givre au matin.

Il est à noter que le coordonnateur de la PTC pour la région de l'Est a estimé, après avoir observé une manche à vent installée au terminal de la PTC, qu'un vent d'environ 15 km/h soufflait du nord-ouest pendant la période correspondant à la fuite de propane.

## *1.10 Renseignements consignés*

En plus des données du système SCADA enregistrées par le PLC d'Empress, chaque station de pompage et de mesure est capable d'enregistrer les conditions de fonctionnement du pipeline sur enregistreur à déroulement continu. Les données suivantes sont consignées :

1. pression d'aspiration de la station;
2. pression de refoulement de la station;
3. débit de la station;
4. densité du produit.

Les données de l'enregistreur à déroulement continu du terminal de Winnipeg ont révélé que, à 6 h 03 HAC, deux soupapes de sûreté au terminal se sont ouvertes et ont laissé échapper du propane liquide qui s'est propagé dans l'environnement. À 6 h 38 HAC, les deux soupapes de sûreté au terminal se sont refermées d'elles-mêmes après avoir été ouvertes pendant 35 minutes. Une des deux soupapes de sûreté est fixée à une pression de détente de 34,3 $m^3/h$, l'autre à 16,9 $m^3/h$ pour une décharge totale de propane de 51,2 $m^3/h$. Ces taux de décharge se basent sur une modeste surpression des soupapes de sûreté de 25 pour cent. On a estimé, au bas mot, qu'entre 6 h 03 HAC et 6 h 38 HAC, les deux soupapes de sûreté ont laissé échapper environ 29,9 $m^3$ (29 900 litres) de propane liquide dans l'environnement.

## 1.11 *Risques possibles*

Lorsque le propane liquide s'échappe d'une canalisation, il se vaporise, forme un nuage et produit du givre; ces phénomènes comportent de nombreux risques.

Après examen des données de l'enregistreur à déroulement continu pour le terminal de Winnipeg, la PTC a estimé que 29,9 $m^3$ (29 900 litres) de propane liquide se sont échappés du pipeline pendant la période en cause. Comme le terminal n'était pas équipé d'une installation permanente et automatique de brûlage à la torche des hydrocarbures que laisse échapper la soupape de sûreté, ce volume de propane liquide s'est vaporisé. Une fois échappé, le propane liquide se répand et occupe 274 fois plus d'espace que son volume initial. En s'étendant pour remplir cet espace, le propane liquide retire la chaleur de l'environnement afin de déclencher le processus de vaporisation. Cette absorption de chaleur produit une cristallisation de l'humidité de l'air qui crée un épais brouillard, riche en propane. Ce brouillard de vapeurs de propane s'est mélangé à l'air et au brouillard ambiants qui étaient poussés par une brise dont la PTC a estimé la vitesse à 15 km/h.

Les vapeurs de propane sont plus lourdes que l'air. Elles se mêlent à l'air et forment un mélange explosif lorsqu'elles atteignent une concentration de 2,2 à 9,2 pour cent en volume. Le nuage de vapeurs ainsi créé peut alors être enflammé par la chaleur, des étincelles ou des flammes. Les vapeurs peuvent être poussées sur de grandes distances par les vents dominants, et venir en contact avec une source d'inflammation. À ce moment, les flammes se propagent dans tout le nuage et reviennent jusqu'au point d'origine de la fuite. Les porte-parole de la PTC ont déclaré que le nuage a parcouru 400 mètres au sud-est du terminal de la PTC et s'est rendu au delà de la route 100. On a ajouté que des traces de givre sur les mailles métalliques de la clôture de sécurité entourant le lieu de la fuite, et sur le terrain qui se trouve entre le lieu de la fuite et la route 100, témoignaient du passage du nuage.

Tout à côté du terminal de la PTC, on trouve les installations de stockage de Pétro Canada, en l'occurrence des réservoirs de stockage en surface pouvant contenir 2 600 $m^3$ (2 600 000 litres) de propane et de butane liquides qu'on peut charger à bord de camions-citernes et de wagons-citernes en vue de leur transport. À environ un kilomètre au sud-est du terminal de la PTC, Inter City Gas (ICG) possède un réservoir de stockage de propane liquide d'une contenance de 45 460 000 litres (10 000 000 gallons) auquel la PTC livre le propane liquide. En face des réservoirs de stockage, se trouvent différentes usines de produits chimiques et pétrochimiques tel une entreprise de nettoyage de semences et une usine de carburant en vrac.

# 2.0 *Analyse*

## 2.1 *Examen des faits*

L'enquête a porté surtout sur la soupape de sûreté, n° de série CL2560, dont est muni le filtre principal, ainsi que sur une autre soupape de sûreté, n° de série 76C2570, installée en aval du compteur. Au moment de l'événement, ces deux soupapes se sont ouvertes et ont laissé échapper du propane liquide qui s'est alors vaporisé. La défectuosité a été causée par une soupape régulatrice de pression de deux pouces, de type Fisher, modèle 404, qui a mal fonctionné après qu'un filtre Nupro de 15 microns, modèle 4TF4, se fut obstrué, empêchant ainsi l'arrivée de propane à la conduite-pilote d'alimentation. Lorsque le filtre s'obstrue de la sorte, la soupape de sûreté s'ouvre complètement et laisse passer toute la pression de 3 500 kPa (508 lb/po$^2$) de la conduite vers le circuit de détente.

On a déterminé que la panne avait été causée à l'origine par la présence de dépôts dans le produit transporté dans le pipeline. Pendant une certaine période précédant l'événement, la PTC avait procédé à un nettoyage par l'intérieur en prévision d'une inspection interne du pipeline à l'aide d'un dispositif électronique. Pour ce faire, la PTC avait fait circuler un appareil de nettoyage par l'intérieur qui avait raclé les dépôts accumulés sur la paroi intérieure de la conduite. Après avoir été décollés de la paroi, les dépôts sont poussés vers l'avant par le mouvement combiné de l'écoulement du produit et de l'appareil de nettoyage. Comme la quantité de dépôts était supérieure à la normale, la PTC devait remplacer certains filtres de la conduite principale toutes les quatre heures.

Les dépôts en question, qui s'étaient accumulés pendant plusieurs années d'exploitation du pipeline, ont été arrêtés par le filtre Nupro de 15 microns, modèle 4TF4, monté sur la conduite-pilote d'alimentation de la soupape régulatrice de pression de deux pouces, de type Fisher, modèle 404. Étant donné que le Nupro, modèle 4TF4, de 15 microns, ne filtre aucun produit, il n'était pas remplacé toutes les quatre heures comme l'étaient les autres filtres de la conduite principale.

Après examen des données de l'enregistreur à déroulement continu qui indiquent les activités du pipeline, le coordonnateur de la PTC pour la région de l'Est a estimé que les deux soupapes se sont ouvertes à 6 h 03 HAC. Leur ouverture a eu pour effet de réduire de 64 m$^3$/h à 58 m$^3$/h le débit du pipeline en direction de la station. Les soupapes se sont refermées d'elles-mêmes à 6 h 38 HAC, de sorte qu'elles sont restées ouvertes pendant 35 minutes et ont laissé échapper environ 29,9 m$^3$ de propane liquide.

Cependant, les soupapes de sûreté en cause étaient réglées pour se déclencher à 3 034 kPa; l'une avait un débit de décharge maximal de 16,9 m$^3$/h et l'autre de

34,3 $m^3$/h. Comme la pression maximale de la conduite (3 500 kPa) s'exerçait contre les deux soupapes, il faut conclure qu'elles ont été ouvertes complètement pendant toute la période de 35 minutes signalée. Il se pourrait donc que les soupapes de sûreté aient laissé échapper beaucoup plus de propane liquide que les 29,9 $m^3$ dont les estimations faisaient état. En mettant les choses au pire, on pourrait avoir perdu quelque 51,2 $m^3$ de propane liquide.

Dès que le propane liquide s'est échappé du terminal, il s'est vaporisé et a formé un nuage gazeux plus lourd que l'air. Sous l'effet des vents dominants soufflant du nord-ouest à 15 km/h, de la température ambiante à l'extérieur de zéro degré Celcius et du brouillard d'origine naturelle, le propane a dérivé vers le sud-est et s'est mélangé au brouillard d'origine naturelle. Des traces de givre sur les mailles métalliques de la clôture de sécurité entourant le terminal de la PTC et sur le sol, témoignent du passage du nuage. Le nuage, dérivant en direction sud-est, s'est dirigé vers la route 100.

Les faits recueillis montrent que 29,9 $m^3$ de propane se sont échappés. Toutefois, il est fort probable que la fuite a été beaucoup plus importante, étant donné la conception du terminal de Winnipeg, les spécifications de l'équipement au terminal et les conditions d'exploitation qui régnaient avant l'événement. La formation du nuage de propane et les risques que représentait ce nuage auraient pu être évités si la PTC avait disposé d'une installation de brûlage à la torche, laquelle installation n'est pas obligatoire aux termes du Règlement sur les pipelines terrestres de l'ONE. Si le terminal de Winnipeg avait été muni d'une telle installation reliée au circuit de détente, le propane qui s'est vaporisé aurait été brûlé sans danger. Dans de telles circonstances, l'événement se serait soldé par une simple surpression, et on aurait évité les risques consécutifs à une fuite de propane dans l'atmosphère.

L'enquête a également mis en évidence le fait qu'au moment même de l'événement à Winnipeg, le PLC installé à Empress n'était pas clairement informé de ce qui se passait. On aurait pu éviter une telle situation si la PTC avait disposé sur place d'alarmes pouvant indiquer qu'au terminal la pression approchait d'un niveau critique, en aval de la soupape régulatrice de pression de deux pouces, de type Fisher, modèle 404, et qu'une fuite de propane était imminente.

# 3.0 Conclusions

## 3.1 Faits établis

1. Des dépôts dégagés pendant le nettoyage par l'intérieur du pipeline ont obstrué un filtre Nupro de 15 microns, modèle 4TF4, monté dans la conduite-pilote d'alimentation de la soupape régulatrice de pression de deux pouces, de type Fisher, modèle 404, au terminal de Winnipeg.

2. Le filtre obstrué a fait en sorte que la soupape régulatrice de pression s'est ouverte complètement.

3. Par suite de ce mouvement de la soupape, la pression maximale de refoulement du pipeline a été dirigée vers le terminal de Winnipeg.

4. Conséquemment, du propane liquide s'est échappé dans l'atmosphère en passant par les dispositifs de détente installés sur la conduite du terminal de Winnipeg.

5. Après s'être échappés, 29,9 $m^3$ de propane liquide se sont vaporisés et se sont mêlés au brouillard d'origine naturelle et, poussés par les vents dominants, ont dérivé vers le sud-est sur une distance d'environ 400 mètres et se sont rendus au delà de la route 100, après quoi ils se sont dissipés dans l'environnement.

6. En même temps que la fuite de propane, il s'est produit sur la route 100 un accident auquel ont été mêlés quatre véhicules, dont un camion-citerne chargé d'essence.

7. Cet accident de la route ne se serait probablement pas produit si la visibilité n'avait pas été réduite par le nuage de propane qui s'était mêlé au brouillard d'origine naturelle pour former un brouillard plus épais.

8. L'Office national de l'énergie n'a aucune réglementation exigeant que tous les dispositifs de détente soient reliés à une installation de brûlage à la torche.

9. La fuite de propane aurait pu être évitée si la PTC avait disposé d'alarmes pouvant indiquer au PLC d'Empress qu'au terminal de Winnipeg la pression approchait d'un niveau critique, en aval de la soupape régulatrice de pression de deux pouces, de type Fisher, modèle 404.

## *3.2 Causes*

L'événement est attribuable au fait que des impuretés ont obstrué un filtre Nupro, modèle 4TF4, de 15 microns, placé dans la conduite-pilote d'alimentation d'un détendeur Fisher de deux pouces, modèle 404. La présence de vapeurs de propane dans le brouillard naturel qui recouvrait les lieux de l'accident auquel ont été mêlés quatre véhicules sur la route 100 a nui à la visibilité des conducteurs et a été l'un des principaux facteurs à l'origine de cet accident de la route.

# 4.0 *Mesures de sécurité*

## 4.1 *Mesures prises*

Par suite d'un accident antérieur survenu à Camrose (Alberta) en 1985, la Petroleum Transmission Company (PTC) a dressé des plans pour moderniser ses systèmes de contrôle et de détection des fuites. Au moment de l'événement à l'étude, elle prévoyait en outre remplacer les installations du terminal de Winnipeg au début de l'automne 1990. À cause de la fuite accidentelle de propane du 29 septembre 1990, l'exécution des plans de la compagnie est devenue urgente.

Par la suite, à la fin de 1990, la PTC a consacré 1 million $ à l'amélioration de son système informatique, de son réseau de contrôle du système et d'acquisition des données, et de ses terminaux éloignés de commande à distance. Ces derniers servent à recueillir des données en provenance d'emplacements déterminés du pipeline dans le cadre d'un programme permanent. Le système de transmission de ce nouveau réseau se sert de modems pour les communications entre ordinateurs et est conçu pour fermer le pipeline en cas d'interruption des échanges avec l'ordinateur central.

La PTC a aussi installé un meilleur système de détection des fuites qui comprend un nouveau logiciel, plus de points de surveillance de la pression et de la température des conduites, de meilleurs débitmètres et des terminaux éloignés supplémentaires pour les emplacements de vannes télécommandées.

Toute surpression au terminal de Winnipeg entraînera automatiquement la fermeture de cette section du pipeline et sera en même temps signalée au centre de contrôle du pipeline situé à Empress pour qu'on prenne les mesures voulues.

## 4.2 *Mesures à prendre*

### 4.2.1 *Vérification opérationnelle*

La PTC a pris des mesures concrètes pour prévenir un nouvel accident, mais le Bureau croit que d'autres compagnies de pipelines canadiennes exploitent des réseaux dépourvus de mesures de protection telles que des systèmes automatiques de détection et de contrôle des fuites. En outre, faute d'installations de brûlage à la torche, toute fuite pourrait aboutir à un échappement non maîtrisé de substances dans l'environnement jusqu'à ce que le réseau finisse par être fermé. Comme la contamination de filtres pourrait aboutir à une intensification anormale de la pression et à une fuite importante non détectée, le BST recommande que :

L'Office national de l'énergie procède à une vérification opérationnelle des pipelines qui relèvent de sa compétence afin de s'assurer que les configurations semblables à celle du terminal de Winnipeg sont dotées de systèmes de sécurité suffisants pour prévenir les intensifications anormales de la pression et les fuites.

P92-04

*Le présent rapport met fin à l'enquête du Bureau de la sécurité des transports sur cet accident. La publication de ce rapport a été autorisée par le Bureau, qui est composé du Président, John W. Stants, et des membres Gerald E. Bennett, Zita Brunet, l'hon. Wilfred R. DuPont et Hugh MacNeil.*